

Verdien av regulerbar vannkraft

Betydning for kraftsystemet i dag og i fremtiden

Mars 2021



Sammendrag

I de nærmeste årene vil energimyndighetene bedre miljøforholdene for en stor del av de eldste vassdragsreguleringene ved å revidere konsesjonsvilkårene for disse. Dette innebærer en samfunnsmessig avveining mellom gevinstene av mulige miljøforbedringer i vassdragene, og kostnadene i form av redusert fornybar og regulerbar kraftproduksjon. Statnett er i denne sammenhengen bedt av OED om å gi bistand til vurderingene av hvilken betydning de regulerbare vannkraftressurser har for kraftsystemet i dag og i fremtiden.

Statnett som systemansvarlig vil påpeke at vannkraftens regulerbarhet er avgjørende for drift og utvikling av det norske kraftsystemet. Vi vil også presisere viktigheten av å vurdere sumvirkningen på kraftverkenes fleksibilitet slik at man ikke kun behandler ett og ett kraftverk hver for seg.

- Fleksibiliteten blir viktigere og mer verdifull fremover på grunn av omfattende endringer i kraftsystemet, med økt elektrifisering, mer variabel fornybar produksjon og flere mellomlandsforbindelser.
- Lokasjon og regulerbarhet er i flere tilfeller avgjørende for å håndtere spesifikke nettoutfordringer. At kraftverk ofte blir aktivert for såkalt spesialregulering skyldes lokale eller regionale utfordringer med nettdriften. For disse eksisterer sjeldent alternative reguleringsressurser, og restriksjoner kan dermed medføre at nettet må driftes med høyere risiko for avbrudd.
- Kraftverkene med høyest prioritet hos myndighetene (kategori 1.1) leverer 75 % av sekundærreservene og 45 % av tertiærreservene. Vilkårsendringer for disse kraftverkene vil dermed kunne gi en vesentlig reduksjon i fleksibilitet, som er avgjørende for å holde kraftsystemet i balanse og ivareta forsyningssikkerheten.
- Totalvirkningen av vilkårsrevisjoner på vannkraftens tilgjengelighet og fleksibilitet er usikker. Konsekvensene kan ikke anslås før man vet konkret hvordan revisjonen blir utformet for det enkelte kraftverk. I enkeltsaker ser vi alt fra en ubetydelig endring til tap av nærmest all fleksibilitet fra kraftverket, og at dette er helt uavhengig av hvilket beregnet energitap man får fra endringene.

Vi står overfor store endringer, og det vil bli betydelig mer utfordrende å balansere og koordinere kraftsystemet i fremtiden. Vi får et mer komplekst og integrert kraftsystem med resulterende større konsekvenser når ting feiler. Det blir et økende behov for å sikre at vi har robuste beredskapsordninger, slik at vi kan sikre at vi klarer å drifte det norske kraftsystemet når automatikken og internasjonale markedsplattformer ligger nede.

Tilgang på tilstrekkelig fleksibilitet og regulerbarhet i kraftsystemet i alle årets timer er kritisk, og vil fortsatt også være det i fremtiden. Vannkraften bidrar til kraftsystemets driftssikkerhet gjennom sin reguleringssevne i alle tidshorisonter. Konsekvenser som svekker beredskapsevne og forsyningssikkerhet må derfor vurderes nøye når vilkårene for regulerbar vannkraft skal endres.

Innhold

1	Innledning.....	3
2	Kraftsystemet må ha balanse mellom forbruk og produksjon, hele tiden.....	4
2.1	Kraftsystemet trenger balanse	4
2.2	Ordninger for å sikre balanse - energimarkeder	5
2.3	Ordninger for å sikre balanse - reserver.....	5
2.3.1	Fast Frequency Reserves (FFR)	6
2.3.2	Primærreserver (FCR)	6
2.3.3	Sekundærreserver (aFRR).....	7
2.3.4	Tertiærreserver (mFRR).....	8
2.4	Systemdriftskostnader	11
3	Ulike typer restriksjoner og påvirkning på tilgangen på reserver	12
3.1	Minstevannføring	12
3.2	Driftsvannføring.....	12
3.3	Rolig nedkjøring ("ramping").....	13
3.4	Jevn kjøring.....	13
3.5	Magasinrestriksjoner	13
4	Konsekvenser av redusert fleksibilitet	14
4.1	Samfunnsøkonomiske konsekvenser av redusert fleksibilitet	14
4.2	Systemdriften trenger reserver for å løse daglige utfordringer	15
4.3	Vilkårsendringer påvirker regulerbarheten til kraftverkene i ulik grad	16
4.4	Driftsutfordringer – regionale vurderinger	16
4.5	Vilkårsendringer av kategori 1.1 vassdrag kan vesentlig redusere fleksibilitet	17
5	Behovet for og verdien av fleksibilitet øker fremover	21
5.1	Endret produksjonsmiks utfordrer systemdriften og øker verdien av fleksibilitet	21
5.2	Økt overføringskapasitet mot utlandet øker behovet for reserver	22
5.3	Utvikling av nye markedsløsninger gir nye handelsmuligheter for fleksibilitet	23
6	Oppsummering.....	24

1 Innledning

I de nærmeste årene vil energimyndighetene behandle flere saker om revisjon av vilkår i eldre vassdragsreguleringskonsesjoner. Ca. 430 vannkraftkonsesjoner i 187 vassdrag kan tas opp til revisjon innen 2022. Utgangspunktet for en revisjon av vilkår vil være å bedre miljøforholdene i de berørte vassdragene. Hovedformålet har vært å gjøre en samfunnsmessig avveining mellom gevinstene av mulige miljøforbedringer i vassdragene, i forhold til kostnadene i form av redusert fornybar og regulerbar kraftproduksjon. Samlet vil slike tiltak kunne gi vesentlige miljøforbedringer, men samtidig en ikke ubetydelig reduksjon av fornybar energi.

Statnett er i denne sammenhengen bedt av Olje- og energidepartementet (OED) om å gi innspill til en nytte-kostnadsanalyse for verdien av vannkraftens tilgjengelighet og regulerbarhet. OED ønsker en overordnet vurdering av den regulerbare vannkraftens betydning for driften og forsyningssikkerheten, og spesifikt kommentarer på vilkårsrevisjoner av kategori 1.1 vassdrag (jf. NVE rapport 49/13). Kategori 1.1 kraftverk er vassdrag med stort potensial for forbedring av viktige miljøverdier, og med antatt lite eller moderat krafttap i forhold til forventet miljøgevinst.

Forespørselen er tredelt. Først blir Statnett bedt om å gi en vurdering av betydning av vannkraftens regulerbarhet for drift og utvikling av det norske kraftsystemet. For det andre blir Statnett bedt om å gjøre rede for regional betydning av tilgangen på regulerbare ressurser. Energimyndighetene ønsker også å konsultere Statnett i enkeltsaker. Disse sakene blir kommentert fortløpende i forbindelse med revisjoner og er derfor ikke en del av denne rapporten.

I kapittel 2 innleder vi med å forklare behovet for balanse i kraftsystemet og ser på de ulike ordningene for å sikre en slik balanse. Statnett har ansvaret for å håndtere ubalanser i driftstimen, og anskaffer reserver for dette. Vi går gjennom de ulike typene reserver vi har, hvordan de benyttes og hvilke kostnader disse utgjør.

Deretter går vi i kapittel 3 gjennom de ulike typene restriksjoner som er foreslått i vilkårsrevisjoner og gir en vurdering av hvordan disse kan påvirke tilgangen på reserver. Siden hvert anlegg er unikt blir effekten av en ny manøvreringsrestriksjon ikke nødvendigvis lik i hvert enkelt tilfelle, derfor blir betraktningene av generell karakter. Vi vurderer også hvordan redusert fleksibilitet vil kunne slå ut på det norske samfunnsøkonomiske overskuddet i kapittel 4.

Vi har ingen informasjon om hvilke restriksjoner som vil bli innført på de enkelte kraftverkene, og det er derfor utfordrende å spesifisere hvordan vilkårsendringer vil påvirke regulerbarheten. Samvirkningene mellom ulike restriksjoner for ett kraftverk eller revisjoner for flere kraftverk i samme region kan være avgjørende for systemdriften. For å håndtere spesifikke nettutfordringer kan det enkelte kraftverks lokasjon spille en avgjørende rolle. Dette beskriver vi nærmere i kapittel 4.

I kapittel 4 ser vi også på betydningen av kraftverkene i kategori 1.1 for systemdriften med en oversikt over hvordan disse kraftverkene blir benyttet til regulering i dag. Til slutt i kapittel 5 ser vi på utviklingen i kraftsystemet og forklarer hvordan vi mener behovet for og verdien av fleksibilitet vil øke fremover i tid.

2 Kraftsystemet må ha balanse mellom forbruk og produksjon, hele tiden

I dette kapittelet forklarer vi behovet for balanse i kraftsystemet og ser på de ulike ordningene for å sikre en slik balanse. Statnett har ansvaret for å anskaffe reserver for å håndtere ubalanser i driftstimen, og vi går gjennom de ulike typene reserver vi har, hvordan de benyttes og hvilke kostnader dette utgjør.

2.1 Kraftsystemet trenger balanse

Elektrisk energi er ferskvare – produksjon må være i balanse med forbruket til enhver tid, minutt for minutt. Vi kan se to utfordringer knyttet til behovet for balanse

- a) har vi nok effekt til å dekke det maksimale forbruket, og
- b) har vi nok fleksibilitet til å balansere ut variasjoner hos ikke-fleksible aktører

Siden mange aktører i kraftmarkedet ønsker å ha et variabelt forbruk, som for eksempel mange husholdninger, eller variabel produksjon, som for eksempel mange vindkraftaktører, er systemet avhengig av at andre tilpasser seg deres variasjoner, det vil si at de er fleksible. I denne rapporten er vi opptatt av kortsiktig fleksibilitet, altså evnen og viljen til å justere forbruk eller produksjon på kort sikt – variasjoner som skjer over minutter eller timer.

Siden det er begrenset overføringskapasitet i kraftsystemet, er det også viktig å ta i betraktning at det må være balanse innenfor delområder i det norske kraftsystemet. Overføringskapasitet mot utlandet er også en viktig og integrert del av det norske kraftsystemet. I Norden har vi flere felles markedsløsninger for balansering, og det pågår også en integrering av de europeiske kraftmarkedene.

Vi forventer at økt utvekslingskapasitet og mer fornybar produksjon i Norden vil medføre større og raskere endringer i kraftproduksjon og kraftflyt enn i dag. Vi må regne med endrede kjøremønstre for den nordiske fleksible vannkraften, og vi får større endringer i kraftflyten inn og ut av Norge.

Aktørers fleksibilitet kan spesifiseres både av deres evne og deres kostnader knyttet til å justere produksjon/forbruk. Vannkraft med magasiner har både høy evne til å justere, og normalt lave kostnader for dette. Regulert vannkraft kan raskt og uten store kostnader endre produksjonen, og har en stor fordel i evnen til å sesonglagre vann. Det eksisterende vannkraftsystemet er imidlertid ikke en utømmelig kilde til fleksibilitet. Begrensninger i blant annet lagringskapasitet, installert effekt og kjørereglement setter grenser for evnen til å flytte på produksjonen i tid.

Vi forventer en utvikling mot mindre termisk produksjon og mer uregulerbar fornybar i hele Europa. Dette gir flere situasjoner med stram balanse og knapphet på tilgjengelig produksjon, men også overskuddsperioder der uregulerbar produksjon dekker forbruket alene. Frem mot 2030-40 forventer vi økt knapphet på fleksibilitet, både i det kontinentale og nordiske kraftsystemet. Balanseringen av systemet blir mer utfordrende når andelen uregulert produksjon øker. Samtidig ser vi at forbruket av elektrisitet øker, med nye norske forbruksrekorder i januar i 2021. Fleksibilitet blir dermed mer verdifullt.

2.2 Ordninger for å sikre balanse - energimarkeder

Fleksibilitet handles indirekte i energimarkedene. I og med at markedene har en timesoppløsning kan den fleksible vannkraften selge fleksibilitet ved å selge mye i timer med høye priser og lite eller ingenting i timer med lave priser.

Den europeiske markedskoblingen for elektrisk energi vil til enhver tid søke å optimalisere bruken av ressurser i hele markedsområdet. Ved stor etterspørsel og høye priser i utlandet vil det normalt være eksport fra Norge, mens om natten eller i helgene, når forbruket og prisene ofte er lave i landene rundt oss, sparer vi vann ved å importere elektrisitet. Her er det verdt å påpeke at slike flytendringer normalt sammenfaller med innenlands endring i forbruk i Norge. Oftest øker derfor eksporten samtidig med forbruket her til lands, og tilsvarende avtar eksporten (øker importen) når forbruket avtar.

Normalt står Norge derfor ikke bare for balanseringen av eget system, men bidrar i stor grad til at våre naboer får det langt enklere å balansere sine behov. En slik mekanisme ser vi når uregulerbare kilder som vind og sol gjør større sprang i produksjonsnivå og leveransen fra andre typer kraftverk må endres parallelt. Konvensjonelle (termiske) kraftverk har ofte utfordringer med å følge slike hurtige og store endringer i el-produksjon, og man trekker da på Norges evne til hurtig og kostnadseffektivt kunne balansere gjennom flytendringer på kablene.

Når kabelen mot England kommer i drift i 2021, vil vi ha overføringskapasitet mot utlandet i størrelsesorden 9000 MW.

2.3 Ordninger for å sikre balanse - reserver

I Norge stenger energimarkedene en time før faktisk leveranse. Deretter overtar Statnett ansvaret for balansen. Statnett er avhengig av å kunne endre produksjon eller forbruk på kort varsel fordi det er variasjoner innenfor timen, fordi aktører bommer i sine prognoser for forbruk eller produksjon eller fordi det er hendelser i kraftsystemet. Dette gjør Statnett ved systemansvarlig ved å kjøpe såkalte reserver. Systemansvarlig har ansvar for at det til enhver tid er nok reserver for å holde balanse mellom forbruk og produksjon, samt å håndtere vanskelige driftssituasjoner, flaskehals og feilhendelser i kraftsystemet. Med flaskehals menes en situasjon som oppstår når overføringsbehovet i nettet overstiger overføringskapasiteten. Norge har en kompleks nettstruktur, og det er behov for god distribusjon av reserver.

Statnett benytter et sett med virkemidler, både i plan- og driftsfasen, for å sikre at kraftsystemet er i balanse og har riktig leveringskvalitet. Systemtjenester fra aktørene er sentrale virkemidler, blant annet i form av reserver for å sikre balanse til enhver tid. Anskaffelse av reserver skjer i stor grad gjennom markedsløsninger, og balansemarkedene er under utvikling. Med økende overføringskapasitet ut av det nordiske synkronsystemet og økende andel vindkraftproduksjon i Norden øker utfordringene for systemstabiliteten. Statnett ser et behov for å øke tilgangen på ressurser til balansemarkedene på grunn av et økende behov for fleksibilitetsressurser i systemdriften. Nye EU-reguleringer innebærer også at Statnett har behov for å gjøre tilpasninger i sine markedsløsninger og vilkår i balansemarkedene.

Balansemarkedene kan deles i hovedkategoriene kapasitetsmarked og aktiveringsmarked. Gjennom kapasitetsmarkedene sikrer Statnett seg tilgang til fleksibilitetsressurser (reserver) med ulike egenskaper som er nødvendige i systemdriften, mens ressursene aktiveres enten automatisk eller manuelt gjennom et aktiveringsmarked. Kapasitetskontraktene varer enten for en hel sesong, en uke, en helg eller et døgn.

Vi skiller mellom ulike typer reserver, basert på hvor lang responstid de har. De ulike typene reserver beskrives under. I tillegg til disse reservene benytter Statnett en rekke virkemidler for å oppnå sikker drift mest mulig effektivt. Blant disse inngår systemvern, produksjonsglating, produksjonsflytting, energiopsjoner og handel med balanse- og effektkraft med utlandet. Disse ulike virkemidlene vil ikke bli beskrevet nærmere her da disse utgjør en mindre kostnad sammenlignet med reservene. Felles for dem er imidlertid at også de utnytter kortsiktig fleksibilitet.

2.3.1 Fast Frequency Reserves (FFR)

FFR er en reserve som aktiveres svært raskt for å hindre frekvensfall under 49,0 Hz ved store feil i kraftsystemet. FFR fungerer som en effektrespons som aktiveres i løpet av cirka ett sekund når frekvensen synker under et bestemt nivå.

Dette er en ny type reserver som er innført i Norden for å sikre stabiliteten i det nordiske kraftsystemet i situasjoner med lav rotasjonsenergi i systemet som kan oppstå ved høy import på mellomlandsforbindelsene (HVDC-kabler) samtidig med stor andel vindkraft i Norden.

Håndtering av flaskehalser: FFR blir automatisk aktivert basert på lokal frekvensmåling. Statnett kan derfor ikke bruke reserven for å håndtere flaskehalser, men eventuelle nettbegrensninger påvirker tillatt plassering og størrelse på reserven.

Frekvensen er en indikator for balansen i kraftsystemet

Frekvensen er en indikator på kraftsystemets evne til å håndtere ubalanser i normaldrift og ved hendelser. Norden, med unntak av Island og Jylland, er ett synkronområde med felles frekvens. Ubalanser hvor som helst innenfor synkronområdet vil dermed påvirke den felles frekvensen for området.

Frekvensen skal tilfredsstillere kravene som er spesifisert i den nordiske systemdriftsavtalen (SOA). Kravet til et normalfrekvensbånd er spesifisert til 50,0 Hz +/- 0,1 Hz.

Anskaffelse: Det er felles nordiske krav til raske reserver (FFR). Anskaffelsen foregår nasjonalt. Statnett gjennomførte et demonstrasjonsprosjekt for kjøp av FFR i 2020 og viderefører prosjektet for 2021.

Volumer og handel: Nordiske analyser har estimert et forventet nordisk behov på inntil 300 MW fra mai til september. Ansvar for volumet er fordelt mellom de nordiske landene med en fordelingsnøkkel, som kan endres fra år til år. Forpliktelsen er gitt av kraftsystemets behov til enhver tid.

Vannkraftens betydning: Vi forventer ikke at vannkraft vil være en vesentlig del av denne reservetypen. I et pilotprosjekt i 2018 testet Statnett leveranse av FFR fra vannkraft, industri, pumpekraft, elbiler og datasenter. Piloten avdekket at vannkraft hadde utfordringer med stabilitet og treghet i vannveiene, og ikke klarte å oppfylle kravet til responstid.

2.3.2 Primærreserver (FCR)

Ved en endring eller utfall av produksjon eller forbruk vil frekvensen endre seg, noe som automatisk aktiverer primærreserver (Frequency Containment Reserves, FCR). Primærreserver er førstelinjeforsvaret og responderer på 0-3 minutter. Uten aktivisering av reservene vil i ytterste tilfelle ubalansen i systemet gi kollaps innen 10-15 sekunder. FCR aktiveres automatisk når reserveleverandøren selv måler at frekvensen avviker fra 50 Hz. FCR-kapasitet trengs i alle døgnets tider, hele året. Denne reguleringen er delt i normaldriftsreserver (FCR-N) og driftsforstyrrelsesreserver (FCR-D).

Håndtering av flaskehalser: Norge er et langstrakt land med en nettstruktur som kan gi separasjon av nettområder. Det er derfor nødvendig med distribusjon av frekvensstyrte reserver i systemet i ulike deler av nettet, og FCR er derfor fordelt i nettet.

Anskaffelse: FCR sikres i dag både gjennom tekniske krav til funksjonalitet og gjennom markeder. For å sikre en distribusjon av reservene stiller Statnett krav om et minstenivå av bidrag til frekvensregulering til aktører med generatorer over 10 MVA. Dermed kan separatdriftsområder regulere frekvens dersom disse oppstår og det er vannkraftverk i området. Ytterligere behov sikres gjennom et eget marked for primærreserver.

Statnett arbeider med alternativ anskaffelse av FCR, der krav om minstenivå av frekvensregulering fjernes og erstattes av smartere styring av separatdrifter ved deteksjon, og det fulle FCR-behovet sikres kun gjennom handel i markeder.

Volumer og handel: Statnett sikrer rundt 220 MW opp- og nedregulering i Norge ved kjøp av FCR for å dekke de normale ubalansene i systemet i alle timer av året. I tillegg sikres inntil rundt 540 MW FCR for oppregulering hver time for å dekke største potensielle utfall av produksjon eller importerende mellomlandsforbindelse. Volumet avhenger av planlagt høyeste produksjon i det nordiske kraftsystemet for aktuell uke. Fra årsskiftet 2021/2022 vil vi i tillegg sikre også inntil 540 MW FCR for nedregulering hver time for å dekke største potensielle utfall av forbruk eller eksporterende mellomlandsforbindelse.

Vannkraftens betydning: Det er kun vannkraftverk (i hovedsak magasinverk) som leverer primærreserver i Norge. Leveranse krever a) at de er roterende, det vil si at turbinen ikke står stille, så de rekker å respondere, b) at de har en produksjon som er noe høyere enn minsteproduksjonen slik at de kan redusere produksjonen (nedregulere) og c) har ledig effekt slik at de har mulighet til å øke produksjonen (oppregulere).

Kostnadene for primærreserve påløper hovedsakelig i sommerhalvåret, når man må betale magasinkraftverk for å holde aggregat roterende selv om prisbildet i energimarkedet tilsier at de burde stått. Kostnadene er sterkt knyttet til den hydrologiske situasjonen. Tørrår med mye import og lavt kjøprenske fra magasinverk driver FCR-prisene oppover.

Økt importkapasitet og større innslag av ikke-regulerbar produksjon som fortrenger produksjon fra magasinverk kan både være prisdrivende og endre tilgangen på reserver i fremtiden.

2.3.3 Sekundærreserver (aFRR)

Sekundærreserver eller aFRR (automatic Frequency Restoration Reserves) er automatiske, raske reserver som Statnett aktiverer for å frigjøre primærreservene og bringe systemet tilbake i balanse. I likhet med primærreserver er dette en automatisk reguleringsfunksjon, med responstid maksimalt to minutter etter mottatt signal. aFRR bringer frekvensen tilbake til 50,0 Hz og frigir den aktiverte primærreserven slik at den igjen blir tilgjengelig til å håndtere nye feil og ubalanser.

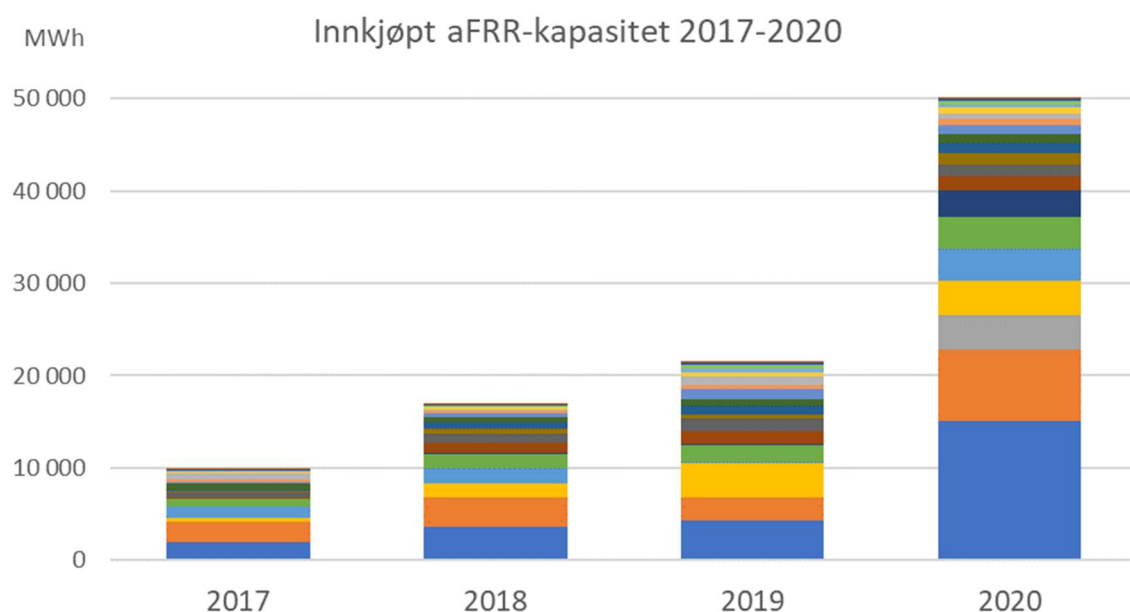
Håndtering av flaskehalser: Flaskehalser er håndtert på nordisk nivå ved å kjøpe de norske reservene i Sør-Norge for å unngå overlast av det såkalte Hasle-snittet (forbindelsen mellom Oslo-området og Sverige). I fremtiden er det planlagt å håndtere flaskehalser gjennom en felles nordisk markedsløsning, som legger til rette for reservasjon av overføringskapasitet der det er samfunnsøkonomisk lønnsomt.

Anskaffelse: Nordiske TSOer (Transmission System Operator, altså den som er systemansvarlig i hvert nasjonale kraftsystem) bestemmer i fellesskap hvilke volumer aFRR som skal kjøpes inn, når vi skal

bruke aFRR, og hvordan vi skal fordele reservene mellom de nordiske landene. Reservene kjøpes foreløpig inn i nasjonale markeder. De nordiske TSO-ene jobber for å innføre et felles nordisk marked.

Volumer og handel: aFRR er en relativt ny type reserve i Norden som ble introdusert i 2013. Det blir kjøpt reserver i timene hvor det er ekstra vanskelig å holde balansen, med forventet størst endring i utveksling og forbruk. Innkjøpt volum har økt siden oppstarten, både gjennom innkjøp i flere timer og økt volum, se Figur 1. De nordiske TSO-ene sikrer i dag 300 MW aFRR, der Norges andel er 105 MW. Det er en plan om å gradvis trappe opp mengden innkjøp av aFRR for å være bedre rustet til å håndtere økte ubalanser i systemet.

Vannkraftens betydning: Det er så langt kun vannkraftverk som leverer denne typen reserver i Norge. Vi ser at det er forholdsvis mange leverandører, men også at de to største utgjør nesten halvparten av volumet.



Figur 1: Innkjøpt aFRR-kapasitet i Norge i perioden 2017-2020 i MWh – hver farge illustrerer innkjøpt mengde fra hver leverandør/ vannkraftprodusent (anonymisert)

2.3.4 Tertiærreserver (mFRR)

Tertiærreserver, oftest omtalt som regulerkraft eller mFRR (manual Frequency Restoration Reserves), er en betegnelse på manuelle reserver som har en aktiveringstid på opp mot 15 minutter. Tilbydere i regulerkraftmarkedet anmelder pris for å forandre produksjon eller forbruk. Tertiærreservene aktiveres for å bringe kraftsystemet tilbake i balanse, samtidig frigjøres de automatiske primær- og sekundærreservene slik at de igjen blir tilgjengelige til å håndtere nye feil og ubalanser.

Håndtering av flaskehalser: I tillegg til å håndtere frekvens brukes bud fra mFRR-markedet til å håndtere flaskehalser (se faktaboks).

Flaskehalshåndtering ved bruk av reserver

Flaskehalser oppstår når overføringsbehovet er større enn overføringskapasiteten og nettet ikke har kapasitet til å overføre den ønskede kraftmengden innenfor et gitt tidsavsnitt. I det norske kraftsystemet har vannkraftverkenes tilgjengelighet historisk vært hensyntatt ved nettplassering. Vi har derfor unngått nettinvesteringer fordi vi har tatt høyde for å kunne bruke regulering fra vannkraft. Resultatet er at vi har en høyere utnyttelse av nettet og flere flaskehalser i regional- og transmisjonsnett enn andre kraftsystem.

I perioden 2015-2020 utgjorde spesialregulering 30-50 % av hele det aktiverte volumet i regulerkraftmarkedet (opp- og nedregulering). Alternativet til å regulere vannkraft er i flere regionale områder å drifte med høyere risiko. Disse områdene og de driftskritiske kraftverkene beskrives nærmere i vurderingene som Statnett oversender energimyndighetene i enkeltsaker om revisjoner av konsesjoner.

Bud som blir benyttet for å håndtere ubalanser i systemet kalles ordinære reguleringer eller balanseregulering. Spesialregulering er opp- eller nedregulering som benyttes for å avlaste lokale flaskehalser innenfor et budområde, håndtere feilsituasjoner eller av andre spesielle årsaker. Denne spesialreguleringen følger ikke prisrekkefølgen i regulerkraftmarkedet fordi man i disse tilfellene må bruke lokasjonsspesifikke ressurser, med tilhørende priser. Det er derfor spesielt viktig at reserver som benyttes ofte til spesialregulering har tilgjengelig fleksibilitet ved behov for regulering.

Fordi man er nødt til å velge bud basert på lokasjon har spesialregulering høyere kostnader enn balanseregulering. De høyeste kostnadene til spesialregulering oppstår som oftest i sommerperioden (mars til november). Kostnadene for spesialregulering øker når det er planlagte utkoblinger eller store /langvarige feil i nettet. Høy eksport bidrar generelt til mer behov for spesialreguleringer både ved intakt nett og utkoblinger. Ekstreme værphenomener gir også behov for store spesialreguleringsvolum. Spesialreguleringsbehovet henger tett sammen med energisituasjonen, hvor spesielt tørre og våte perioder medfører stort behov for overføring i nettet og dermed regionale flaskehalser.

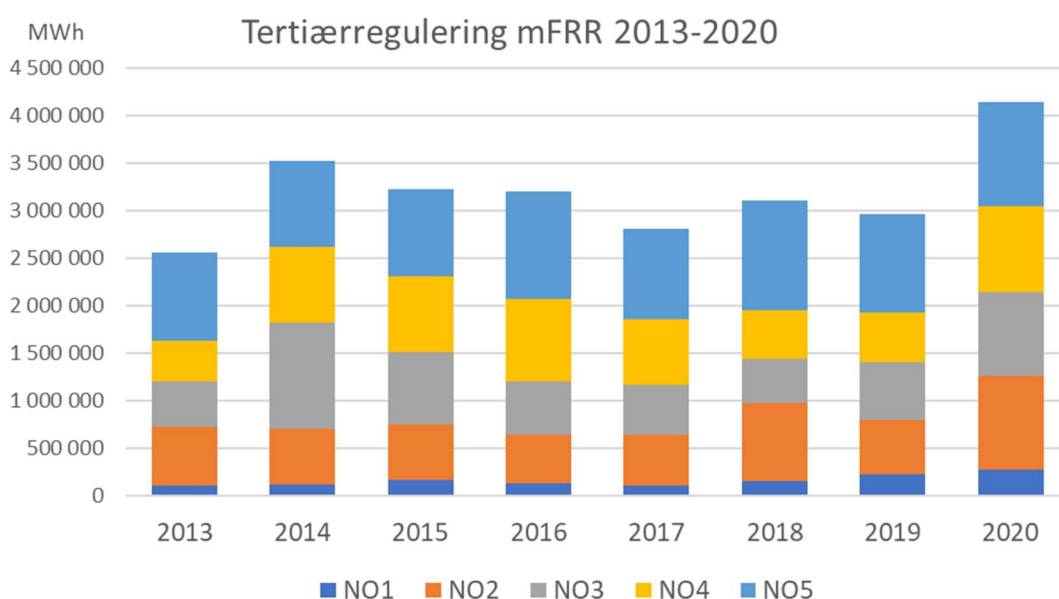
Anskaffelse: mFRR sikres gjennom to typer markeder; kapasitetsmarked og aktiveringsmarked. Regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM) er et kapasitetsmarked hvor tilbydere får betalt for å garantere at de deltar i regulerkraftmarkedet (aktiveringsmarked) og som skal sikre tilstrekkelig med reguleringsressurser i den norske delen av regulerkraftmarkedet. Behovet for å sikre oppreguleringsressurser i regulerkraftmarkedet har så langt vært hovedsakelig i vinterhalvåret (oktober til april). Statnett kjøper derfor inn opsjoner med varighet over hele vintersesongen (RKOM-sesong) i tillegg til for de ukene man har forventet behov (RKOM-uke). Kostnadene for sikring av tertiærreserver følger markedsprisene for elektrisk energi. Når kraftforbruket er høyt og/eller magasinbefyllingen er lav, gir dette økte RKOM-kostnader.

Regulerkraftmarkedet (aktiveringsmarkedet) er et felles balansemarked for det nordiske kraftsystemet. Tilbydere i regulerkraftmarkedet anmelder pris for å forandre produksjon eller forbruk. Budene havner i en felles nordisk liste, og aktiveres med utgangspunkt i prisrekkefølge slik at den rimeligste reguleringsressursen nyttes først. Statnett kjøper inn regulerkraft i en daglig auksjon.

Volum: Gjennom Nordisk Systemdriftsavtale har alle nordiske land et krav til tertiærreserve som er lik dimensjonerende feil for sitt delsystem. Reservebehovet i det norske regulerkraftmarkedet er fra 2021 satt til minimum 1940 MW, hvorav 1400 MW for å dekke dimensjonerende feil og ytterligere 540 MW for å håndtere regionale flaskehalser og ubalanser. Statnett sikrer en del av reservebehovet i RKOM-sesongmarkedet. Tilleggs kjøp i RKOM-uke vurderes for hver uke per område ut fra prognoser på forventede ubalanser, produksjon, forbruk, utveksling mot utlandet og sannsynlige flaskehalser.

Vannkraftens betydning: Leverandører av tertiærreserver (mFRR) inkluderer både produksjon og forbruk. RKOM-markedet er derfor delt opp i to kategorier reserver; et høykvalitets produkt som ikke er begrenset i tid, og et produkt med begrensninger i varighet og/eller behov for hviletid etter aktivering. Dette er gjort for å legge til rette for at også forbruk kan delta. Mens produsenter normalt har mye vann de kan bruke time etter time for å levere reservekraft, har mange forbrukere problemer med å opprettholde leveranse av reservevolumet over tid. Bud med begrensninger (i stor utstrekning forbruksbud) er velegnet til å avhjelpe feilsituasjoner som finner sin løsning innen et par timer, men er utilstrekkelige ved ubalanser med mange timers varighet, eller ved flaskehalser der behovet for spesialreguleringer kan vare i dager og uker.

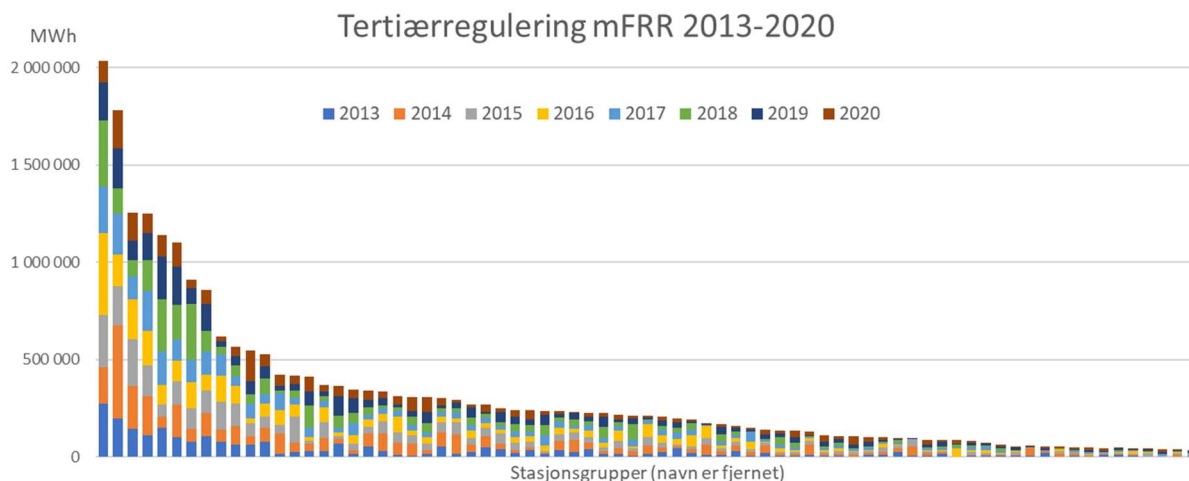
Hvis vi ser på den totale mengden tertiærreserver som har vært regulert, utgjør forbrukssektoren en svært liten andel (<0,5 %). Forbruksbudene som kjøpes inn via opsjonsmarkedet eller som er tilbudt direkte i reservekraftmarkedet aktiveres sjelden, men budene er viktige med tanke på å sikre nok reserver til å håndtere større feilhendelser i nettet (som bortfall av store produksjonsenheter eller feil på mellomlandsforbindelser med betydelig import). Selv om vi klarer å skape høyere leveranse av forbrukerfleksibilitet, så vil vi presisere at slike leveranser i mange henseender ikke fullt ut kan erstatte den fleksibiliteten vannkraften leverer i form av mFRR.



Figur 2: Volum tertiærreguleringer mFRR i MWh inndelt per budområde i Norge i perioden 2013-2020

Det er rundt 150-170 stasjonsgrupper¹ som deltar i reservekraftmarkedet, men mange av disse bidrar kun med små mengder. Når vi ser på perioden fra 2013 og fram til i dag så har det blitt regulert i snitt rundt 3200 GWh i året i reservekraftmarkedet. De 11 mest brukte stasjonsgruppene utgjør 50 % av aktiverte reserver, mens de 20 mest brukte stasjonsgruppene leverer til sammen 65 %, se Figur 3. De resterende 130 stasjonsgruppene bidrar i snitt med under en halv prosent hver av totalt volum mFRR.

¹ Stasjonsgruppe er en form for aggregering som samler flere kraftverk (stasjoner) til et felles punkt. Bud i reservemarkedene utveksles per stasjonsgruppe.



Figur 3: Totalt tertiærreguleringsvolum i Norge 2013-2020 i MWh sortert per stasjonsgruppe (anonymisert)

I et makroperspektiv er det viktigst å vurdere konsekvensene av gruppen med de 20 største bidragsyterne til disse reservene. En endring av vilkårene som i stor grad påvirker en eller flere stasjonsgrupper sin evne til å levere denne typen fleksibilitet, vil fort utarme et til tider alt presset marked.

Det er viktig å poengtere at selv om de resterende stasjonsgruppene gir små mFRR-bidrag, så kan man ikke uten videre konkludere med at deres bidrag ikke er av vesentlig betydning. Flere av dem kan ut ifra deres plassering i nettet være et av få, eller det eneste, kraftverket som er effektivt for å løse spesifikke flaskehalser i nettet. Vilårsendringer for disse kan derfor også skape utfordringer for systemdriften.

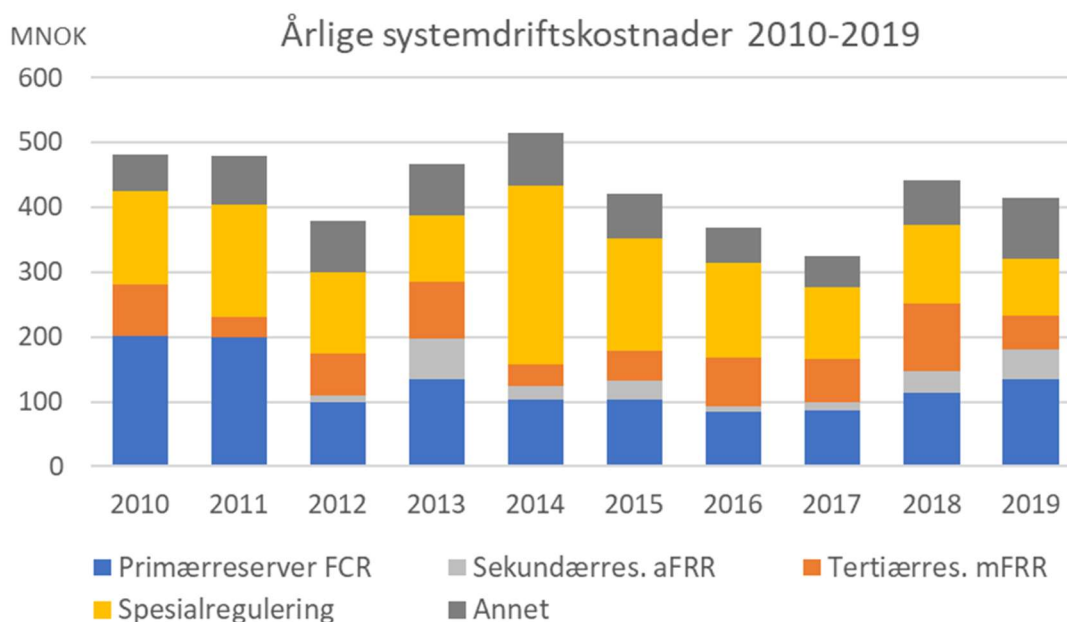
2.4 Systemdriftskostnader

Alle systemdriftskostnader er i større eller mindre grad avhengig av forhold systemansvarlig ikke har kontroll på. Dette kan være hydrologiske forhold som påvirker utvekslingen av energi med utlandet, vintertemperaturen som avgjør forbruksnivået, prisnivået i markedet, planlagte utkoblinger eller store/langvarige feil i nettet som kan medføre høye spesialreguleringskostnader.

De totale systemdriftskostnadene har variert mellom 325 og 514 millioner kroner i året siden 2010, se Figur 4. Kjøp av reserver utgjør 85 % av totale kostnader, hvorav tertiærregulering (sikring av kapasitet og spesialregulering) utgjør den største kostnaden med cirka 50 % av totalen. Aktivering av balanseregulering er ikke i seg selv en systemdriftskostnad, da disse kostnadene fordeles mellom aktørene som har ubalanser. Reservering av mFRR-kapasitet gjennom effektmarkeder er imidlertid en systemdriftskostnad som påvirkes av behovet for balanseregulering.

I systemdriftskostnadene inngår også en rekke virkemidler Statnett benytter for å mest mulig effektivt oppnå sikker drift. Blant disse inngår systemvern, produksjonsglatting, produksjonsflytting, energioptions, reaktiv effekt og handel med balanse- og effektkraft med utlandet.

Det er forventet at behovet for og kostnaden til sikring av reserver vil bli høyere de kommende årene med økt eksportkapasitet.



Figur 4: Årlige systemdriftskostnader 2010-2019 i millioner kroner (MNOK)

3 Ulike typer restriksjoner og påvirkning på tilgangen på reserver

I dette kapittelet går vi gjennom de ulike typene restriksjoner som er foreslått og gir en vurdering av hvordan de kan påvirke tilgangen på reserver. Hvert anlegg er unikt og har sine begrensninger ut fra fysiske installasjoner og hvor stor vannmengde som skal gjennom systemet. Effekten av en ny manøvreringsrestriksjon er derfor nødvendigvis ikke lik i hvert enkelt tilfelle. Betrachtingene under er derfor av generell karakter.

3.1 Minstevannføring

Med krav til minstevannføring mener vi en restriksjon som sier at det skal være et minimum av vann i elver. Dette kan medføre slipp av vann i elv forbi dam eller inntak til kraftverk. Denne reguleringen vil normalt medføre større eller mindre tap av kraftproduksjon, avhengig av størrelsen på minstevannføringskravet og hvor stor fallhøyden er. Minstevannføringskrav vil også redusere anleggets fleksibilitet da man må planlegge for å ha nok vann til å oppfylle kravet (spare på vannet til minstevannføring).

I hvor stor grad minstevannføring påvirker fleksibiliteten er avhengig av størrelse på systemet, hvor stort tilsiget er i forhold til kravet og brukstiden til anlegget. Størst er utfordringene dersom tilsiget ikke er tilstrekkelig til å dekke minstevannføringen om sommeren slik at man må spare vann i løpet av de andre årstidene.

3.2 Driftsvannføring

Driftsvannføring er krav til minstevannføring nedstrøms utløpet til et kraftverk, noe som kan gi tvungen kjøring av kraftverket. Dette vil endre produksjonsprofilen til kraftverket. Et slikt krav vil redusere

muligheten til å bidra med fleksibilitet siden det begrenser volumet nedregulering kraftverket kan levere.

Driftsvannføring gir aktørene samme type utfordring som minstevannføring når det gjelder å planlegge for å kunne levere gjennom hele året. Man må sikre at det finnes tilstrekkelig vann i magasinene til å oppfylle kravet til enhver tid. Dette gir ikke nødvendigvis krafttap, med mindre det medfører flomtap, men flytter produksjon fra perioder med høyere priser og større behov til perioder hvor behovet og prisene er lavere. Om det finnes tilstrekkelig fleksible enheter i resten av det norske produksjonsapparatet vil andre aktører kunne kompensere for dette. I fremtiden vil vi derimot få flere perioder der det ikke finnes enheter med denne fleksibiliteten, hvilket gjør at driftsutfordringene blir større.

3.3 Rolig nedkjøring ("ramping")

Et krav til rolig nedkjøring er en begrensning på hvor fort man kan redusere produksjonen i et kraftverk. Krav benyttes ofte i kraftverk som har utløp i elv, og formålet er at fisk ikke skal strande ved for rask nedkjøring. Denne restriksjonen kalles "ramping" i enkelte dokumenter, men Statnett bruker ramping-begrepet i andre sammenhenger og har derfor endret til "rolig nedkjøring" for denne typen restriksjoner.

Rolig nedkjøring har mange av de samme effektene kortsiktig (det vil si flytting av produksjon mellom ulike timer innenfor døgnet) som ble beskrevet for driftsvannføring (flytting mellom ulike sesonger). En rolig nedkjøring gir ikke krafttap, men vil redusere muligheten til å tilby nedregulering siden endring i produksjon er bestemt av mulig tillatt nedkjøringshastighet.

3.4 Jevn kjøring

Krav til jevn kjøring er aktuelt for kraftverk som har utløp i elv. Av hensyn til fisken eller for å minimere sannsynligheten for isgang ønskes det ikke en utpreget effektkjøring i disse elvene. Dette gir redusert mulighet for kraftverket til å tilby systemtjenester. Jevn kjøring ligner på rolig nedkjøring, men gjelder både for oppkjøring og nedkjøring, og påvirker derfor også muligheten for å levere oppregulering i tillegg til nedregulering.

3.5 Magasinrestriksjoner

En magasinrestriksjon som gir begrensninger i tapping fra magasin eller krav til fylling til en gitt vannstand vil påvirke produksjonsprofilen til et kraftverk og begrense hvilke perioder i løpet av året som kraftverket kan tilby systemtjenester. Vi har to ulike typer magasinrestriksjoner, absolutt og myk, der forskjellen mellom et absolutt krav og et mykt krav hovedsakelig er tidspunktet for når man oppnår ønsket magasininfylling. Kravene vil gi ulike føringer til hvordan magasinene kan disponeres.

Absolutt magasinrestriksjon: En absolutt magasinrestriksjon krever at magasinet skal være på en gitt vannstand til en bestemt dato og holde denne vannstanden over en periode, typisk sommeren. Konsekvensen av en absolutt restriksjon er redusert produksjon om vinteren og utover våren, da man må spare vann for å være sikker på å nå kravet til den gitte datoen.

Den store utfordringen for aktørene er at kravet gjelder for alle tilsigsår, våte som tørre, og dette må tas med i planleggingen. Magasinene må kjøres slik at gitt vannstand nås i tide dersom det blir et tørrår, mens de fleste årene er våtere. Dermed fylles magasinet raskt og konsekvensen er større produksjon på tidspunkt med lav etterspørsel og fare for overløp og flomtap.

Selv om produsert energi i vinterhalvåret blir noe lavere, er vår vurdering at evnen til å levere tertiærreserve (effekt) i denne perioden likevel blir lite påvirket. I sommerhalvåret vil restriksjonen gi noe mer regulerbar produksjon hvilket kan gjøre det enklere å levere automatiske reserver (primær- og sekundærreserver).

Myk magasinrestriksjon: Ved en myk magasinrestriksjon må kraftstasjonen tilknyttet magasinet stå stille fra en definert startdato, og alt tilsiget skal brukes til oppfylling av magasinet inntil en gitt vannstand i magasinet er nådd. Etter at dette nivået er nådd, vil ulempene med magasinrestriksjonen være lik som med et absolutt krav. Også ved en myk restriksjon skal vannstanden holdes over dette nivået i en periode.

Vår vurdering er at evnen til å levere tertiærreserve (effekt) i vinterhalvåret blir lite påvirket. I sommerhalvåret kan kravet, dersom startdatoen på oppfyllingen er tidlig, gjøre kraftverket utilgjengelig for leveranse av automatiske reserver (primær- og sekundærreserver).

4 Konsekvenser av redusert fleksibilitet

I dette kapittelet vurderer vi hvordan restriksjoner vil kunne slå ut på det norske samfunnsøkonomiske overskuddet, samt hvordan restriksjonene kan gi driftsproblemer mange steder. Vi forklarer utfordringene med å spesifisere hvordan vilkårsendringer vil påvirke regulerbarheten til kraftverkene. Vi beskriver også hvordan lokasjonen til det enkelte kraftverket kan spille en avgjørende rolle i systemdriften, og påpeker at samvirkningene mellom ulike restriksjoner for ett kraftverk eller sumeffekter av revisjoner av flere kraftverk kan være avgjørende for konsekvensene for driften.

4.1 Samfunnsøkonomiske konsekvenser av redusert fleksibilitet

Ulike restriksjoner eller kombinasjoner av restriksjoner kan bli pålagt de enkelte kraftverk under revisjon av vilkår. Det er stor usikkerhet rundt hvilke restriksjoner som vil bli pålagt hvilke kraftverk, og de vannkraftprodusentene vi har snakket med har ikke hatt nok informasjon til å gi meningsfylte anslag på hvordan kjøringen av de individuelle kraftverkene vil bli. Vurderingene her må derfor bli kvalitative da vi ikke er stand til å gi kvantitative vurderinger når endring i kraftverkenes kjøring ikke er kjent. Det sagt, så gjør vi oss følgende betraktninger:

1. Alle restriksjoner som gir tapt vann vil, med unntak av helt spesielle situasjoner, innebære et samfunnsøkonomisk tap. Det er kun vanntap i situasjoner med negative kraftpriser (som vi så vidt har opplevd i Norge) at det ikke nødvendigvis er et tap.
2. Restriksjoner som gir mindre fleksibilitet vil føre til et endret produksjonsmønster i energimarkedet eller redusert mulighet for å selge reserver, noe som innebærer et samfunnsøkonomisk tap
 - Energimarkedet: Tiltak som flytter vann fra høypristimer til lavpristimer medfører et samfunnsøkonomisk tap. Typisk vil vi eksportere mindre (eller importerer mer) når prisene er høye og importerer mindre (eller selger mer) når prisene er lave. Vi får med andre ord et handelsmønster som gir lavere samfunnsøkonomisk overskudd.
 - Reserver: Systemansvarlig er forpliktet til å sikre et gitt volum både manuelle og automatiske reserver for å håndtere ubalanser i systemet. Om noen kraftverk ikke lenger vil kunne tilby reserver må Statnett handle andre og oftest dyrere reserver.

Dette vil øke kostnadene for driften av det norske kraftsystemet og gi lavere eksportvolum av fleksibilitet i form av reserver.

3. Automatiske reserver og manuell nedregulering krever at kraftverk er fasett inn og produserer noe kraft. En årsak til at tilbud av reservefleksibilitet fra noen aktører blir relativt høyt priset kan være at de må kompensere for produksjon i perioder der energiprisen alene tilser at dette kraftverket ikke burde kjøre. Om dette skjer flytter man bruken av vann fra høypristimer til lavpristimer, hvilket gir et samfunnsøkonomisk tap (se punkt 2).

Restriksjoner kan føre til driftsutfordringer mange steder. Norge er et langstrakt land med spredt bosetning og distribuert produksjon og dette har påvirket nettstrukturen. Tilgang på fleksibilitet fra vannkraft i drift har vært en forutsetning for planlegging av nettutvikling. Restriksjoner som blir pålagt enkelte kraftverk vil i varierende grad redusere deres evne til å bidra med fleksibilitet i kraftsystemet. Dette kan føre til en reell mangel på fleksibilitet eller effekt i enkelte områder over en periode. Knappheten vil i teorien gi seg utslag i høye priser som vil tiltrekke seg nye leverandører. Det kan imidlertid ta tid før nye leverandører kan tilby reserver. For mange nettområder med flaskehalsutfordringer er det på kort sikt ingen andre alternativer enn å drifte med høyere risiko. I verste fall kan vi dermed få en reell knapphet på reserver, noe som vil svekke driftssikkerheten i slike situasjoner.

4.2 Systemdriften trenger reserver for å løse daglige utfordringer

Systemdriften opplever jevnlig utfordrende situasjoner der kapasiteten er anstrengt selv om effektsituasjonen i Norge i utgangspunktet er god. Tirsdag 5. januar 2021 var en slik dag.

I henhold til den nordiske systemdriftsavtalen² skal Statnett sørge for å ha nok tilgjengelige reserver til å håndtere driften av kraftsystemet. Statnett sikrer derfor tertiærreserver for å kunne håndtere et dimensjonerende utfall på 1200 MW, og ytterligere 540 MW for å kunne håndtere aktørenes ubalanser. Denne dagen var den første virkelige kalde dagen på lenge, og aktørenes prognoser bommet ganske betydelig. Hele dagen hadde Norge et betydelig underskudd på kraftbalansen som varierte mellom 600 MW og 1600 MW, mens underskuddet i Norden var opp mot 2400 MW i enkelttimer.

Effektsituasjonen i Norge var på denne dagen ikke knapp som sådan. Hele dagen var det planlagt eksport på mellom 2000-4000 MW. Utfordringen er at denne kraften alt er solgt, og den resterende effekten vi rår over er det vi har som reserver. Driften ble derfor anstrengt, men ble håndterbar gitt to heldige omstendigheter.

1. Det var få flaskehalser i Norden utenom eksport fra budområde NO4 i nord. Alle reservene ellers i Norden kunne derfor brukes til også å dekke opp det norske underskuddet. Alle vannkraftressurser i Norge (utenom i NO4) ble derfor i perioder aktivert. Tilbake på den norske listen over tertiærreserver var da kun 1300 MW forbruksbud, hvorav kun 160 MW var uten begrensninger i varighet.
2. Danmark og Tyskland fikk mer vindkraft enn prognosene tilsa. De ønsket derfor å eksportere 900-1200 MW til oss, hvilket var gunstig gitt vårt underskudd.

² Nordic System Operational Agreement

Denne dagen kunne blitt langt mer kritisk. Driftsmiljøet opplever mange slike utfordrende situasjoner. Utfordringene vil øke med en stadig nærmere tilknytning til Europa, både med flere mellomlandsforbindelser og med mer dynamiske plattformer for handel med energi og reserver. Fleksibiliteten til vannkraften var kritisk i en slik situasjon som oppstod denne dagen.

4.3 Vilkårsendringer påvirker regulerbarheten til kraftverkene i ulik grad

Det er utfordrende å spesifisere hvordan vilkårsendringer vil påvirke regulerbarheten til kraftverkene. Hovedformålet med revisjon av vannkraftkonsesjoner har vært å gjøre en samfunnsmessig avveining mellom gevinstene av mulige miljøforbedringer i vassdragene, og de samfunnsmessige kostnadene i form av redusert fornybar og regulerbar kraftproduksjon. I sin rapport har NVE regnet på hvor stort energitapet vil bli på grunn av vilkårsrevisjoner, men vi har ikke tilsvarende tall for regulerbarheten. Det er ikke en lineær sammenheng mellom det enkelte kraftverkets produksjon og hvor mye det benyttes til regulering. Vi har heller ingen informasjon om hvordan vilkårsendringene vil påvirke kraftverkernes mulighet til å tilby reserver og andre systemtjenester.

Et lavt krafttap betyr ikke nødvendigvis at regulerbarheten blir lite påvirket av vilkårsendringen. Derfor er det vanskelig å si noe om samlet effekt på fleksibilitet.

De enkelte kraftverk gir ulike bidrag til reserver, uavhengig av energiproduksjonen. Vi har eksempler på kraftverk som har moderat produksjon, men likevel bidrar med mye reserver. Andre kraftverk har høy energiproduksjon men leverer lite reserver. Energitalp eller endringer i energiproduksjon er derfor i seg selv ikke et godt mål på effekten på leveranse av reserver.

Ut ifra de enkeltsakene vi så langt har gitt innspill på når det gjelder endring av vilkårene for kraftverk, viser det seg at konsekvensene for driften kan slå ut vidt forskjellig. Ett kraftverk mister mye av sin fleksibilitet, mens et annet sier at revisjonen i liten grad vil ha innflytelse på driften. Samtaler med enkelte vannkraftprodusenter befester inntrykket av at usikkerheten er stor om hva de reelle konsekvensene blir. Det gir liten mening å uttale seg om hvordan driften vil bli påvirket uten å vite hvilke restriksjoner eller kombinasjoner av restriksjoner det vil være snakk om for hvert enkelt kraftverk. Det er ikke nok å analysere en og en restriksjon, man må også se på hvor milde eller strenge de er og eventuelt se på hvordan de vil samvirke. Det er også avgjørende å se på lokasjonen til kraftverket, da denne kan spille en avgjørende rolle i systemdriften når det oppstår begrensninger i overføringskapasiteten. Et punkt som ytterligere kompliserer bildet, er potensielle samvirkninger mellom revisjoner av flere kraftverk som kan være avgjørende for konsekvensene for driften.

4.4 Driftsutfordringer – regionale vurderinger

For å håndtere spesifikke nettutfordringer kan det enkelte kraftverks lokasjon spille en avgjørende rolle. I delkapittelet om tertiærreserver over beskrev vi hvordan vi bruker mFRR-bud for å håndtere flaskehalser. Statnett som systemansvarlig håndterer flaskehalser i regional- og transmisjonsnett. Bruk av vannkraftens reguleringsevne har spart samfunnet for nettinvesteringer på begge disse nettnivåene.

Flaskehalser oppstår når overføringsbehovet i nettet overstiger overføringskapasiteten og nettet ikke har kapasitet til å overføre den ønskede kraftmengden innenfor et gitt tidsavsnitt. Dersom det har oppstått en flaskehals, er det normalt kun et begrenset antall kraftverk som kan bidra til å løse denne

oppgaven. For å håndtere slike situasjoner bruker vi spesialregulering. Kraftverk som ofte aktiveres som spesialregulering skyldes lokale eller regionale utfordringer med nettdriften. Slike situasjoner oppstår hovedsakelig der hvor nettet er noe svakt og derfor får kapasitetsproblemer i perioder. Siden driftsutfordringen er lokal, er det på kort sikt sjeldent andre kraftverk eller fleksibilitetsressurser som kan anvendes. I disse tilfellene er alternativet til regulering å drifte med høyere risiko for feil og avbrudd.

Det vil være kritisk for driften om reguleringsmulighetene forsvinner i et kraftverk som i stor grad benyttes til å håndtere driftsutfordringer lokalt/regionalt ved spesialregulering.

Oppgraderinger i nettet kan bidra til at behovet for å benytte enkelt-kraftverk for å håndtere driftsutfordringer vil avta. For mange av områder finnes det per i dag ikke besluttet nettinvesteringer som vil løse utfordringen og det er usikkert om nettinvesteringer vil være en samfunnsmessig rasjonell løsning. Nye vilkår for kraftverkene og mulige endringer i hvordan reguleringsevnen kan utnyttes, skaper derfor en usikkerhet for systemansvarlig som skal håndtere flaskehalser og nettselskapene som skal planlegge nytt nett. Konsekvensen vil da bli redusert driftssikkerhet – kostnaden av dette bør vurderes særskilt.

4.5 Vilkårsendringer av kategori 1.1 vassdrag kan vesentlig redusere fleksibilitet

I dette kapittelet ser vi spesielt på kraftverkene som er definert som kategori 1.1 vassdrag i NVEs rapport 49/13. Departementet ber om en analyse av sumvirkninger av vilkårsrevisjoner av kategori 1.1 vassdrag, med en beskrivelse av hvordan mulighetene til å tilby systemtjenester fra disse kraftverkene kan endre seg og konsekvensene av dette i ulike scenarier. Vi har ikke mulighet til å gjøre en slik analyse da vi ikke har informasjon om hvordan kraftverkernes fleksibilitet vil bli påvirket av revisjonene, og vi har derfor valgt å se på kraftverkernes bidrag i reservemarkedene til nå.

I NVEs rapport er det gjengitt en oversikt over alle vannkraftkonsesjoner som kan revideres innen 2022. Etter en samlet avveining og prioritering er vassdragene delt i fire kategorier. Det foreslås at de 50 vassdragene i kategori 1.1 gis høy prioritet ved revisjon, basert på at disse gir stort potensial for forbedring av viktige miljøverdier, med antatt lite eller moderat krafttap i forhold til forventet miljøgevinst. Disse kraftverkene er derfor spesielt viktige å se på konsekvensen av.

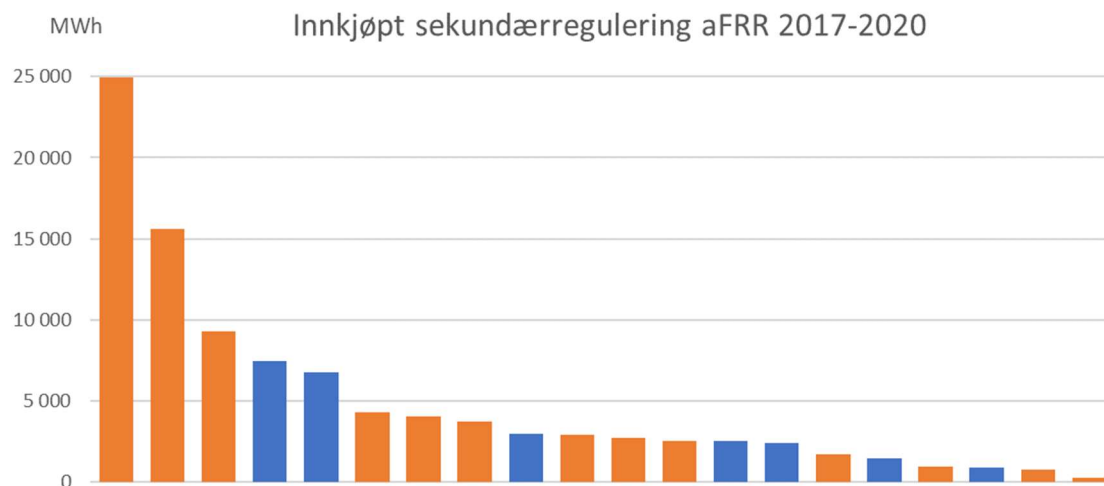
Total kraftproduksjon i de 50 vassdragene i kategori 1.1 i rapporten er 42750 GWh per år, og NVE har anslått krafttapet fra vilkårsrevisjoner til å ligge rundt 1100-1750 GWh per år. Vi kan ikke estimere hvordan vilkårsendringer påvirker muligheten til å tilby balanse- og systemtjenester fra disse kraftverkene i fremtiden da vi ikke har denne informasjonen.

Vi har derimot sett på historiske tall for å si noe om hvordan kategori 1.1 kraftverkene bidrar i sekundær- og tertiærreservemarkedene. Disse tallene er ikke 100 % sammenlignbare med produksjonstallene i rapporten da leverandørene legger inn bud for stasjonsgrupper, ikke vassdrag, i reservemarkedene.

AFRR (SEKUNDÆRREGULERINGER)

Når det gjelder aFRR, utgjør kategori 1.1 kraftverkene 75 % av total mengde innkjøpte reserver i Norge. De tre største leverandørene bidrar med 51 % av all aFRR-kapasitet i Norge, og alle disse tre er med i kategori 1.1. Det er totalt rundt 20 leverandører av aFRR i Norge, og vi finner 13 av disse i kategori 1.1, se de oransje stolpene i figur 5. Vi vil derfor anta at vilkårsrevisjoner som påvirker disse kraftverkernes

fleksibilitet vil få en innvirkning på mengden aFRR de kan levere. Som tidligere beskrevet forventer vi en ikke ubetydelig økning i behovet for å anskaffe aFRR i årene som kommer.



Figur 5: Innkjøpt sekundærregulering i MWh i Norge totalt i perioden 2017-2020. Konsesjoner som hører til i kategori 1.1 i NVEs rapport 49/2013 er markert med oransje farge (navnene på de enkelte stasjonsgruppene på x-aksen er fjernet)

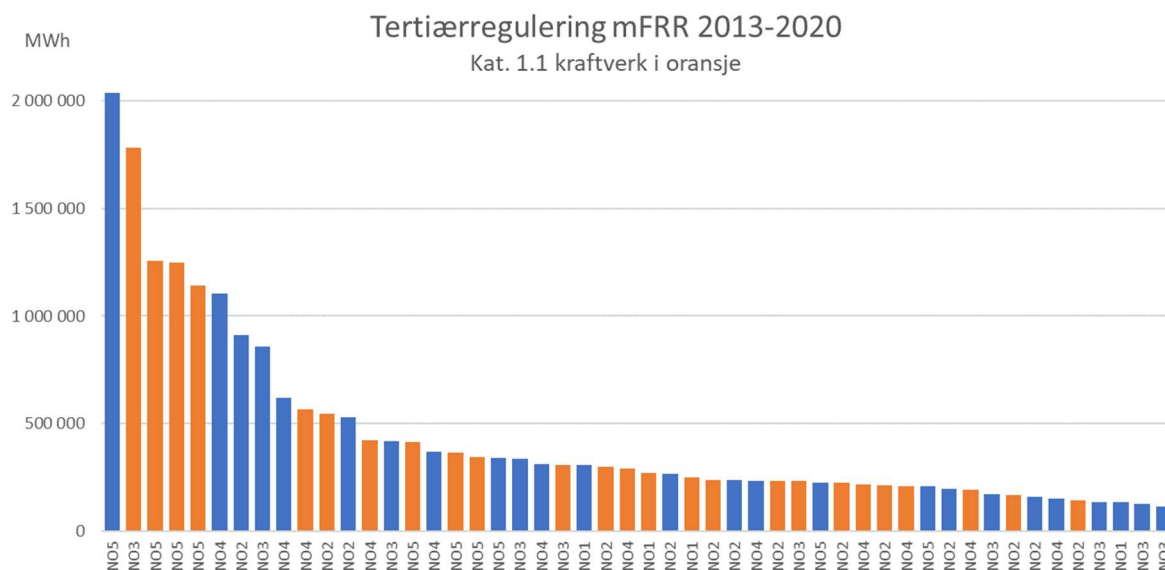
mFRR (TERTIÆRREGULERINGER)

Når det gjelder tertiærreguleringer, bidrar vassdragene i kategori 1.1 med i snitt rundt 1400 GWh/år. Dette utgjør 45 % av den totale mengden tertiærreguleringer i Norge, se tabell 1 under. Av de fem største bidragsyterne til mFRR hører fire med i kategori 1.1, se de oransje stolpene i figur 6.

Vi finner det derfor på sin plass å påpeke at selv om det estimerte krafttapet er lite eller moderat, så kan reguleringer potensielt sterkt begrense reguleringsfleksibilitet fra kraftverk i kategori 1.1 vassdrag. Det er derfor viktig at man ser på totaliteten, og ikke bare effekten på enkeltkraftverk, når restriksjoner vurderes.

	Kat. 1.1 kraftverk	Totalt Norge	Andel av totalen
	GWh/år	GWh/år	Kat. 1.1
NO1	78	156	50 %
NO2	215	618	35 %
NO3	315	656	48 %
NO4	271	647	42 %
NO5	499	988	51 %
	1 379	3 065	45 %

Tabell 1: Tertiærreguleringvolum per år og per budområde for Norge totalt og for kategori 1.1 kraftverk (gjennomsnitt GWh/år)

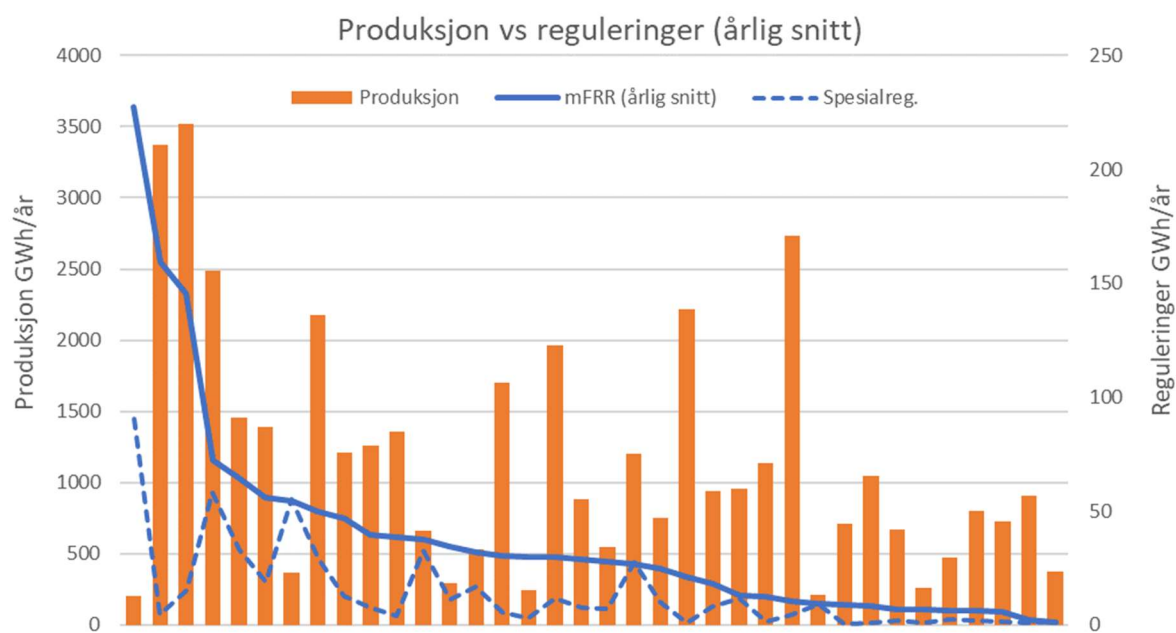


Figur 6: Totalt tertiærreguleringensvolum per stasjonsgruppe i Norge i perioden 2013-2020. Navnene på stasjonsgruppene på x-aksen er erstattet med budområde. Konsesjoner som hører til i kategori 1.1 i NVEs rapport 49/2013 er markert med oransje farge.

De enkelte kraftverk benyttes ulikt når det gjelder reguleringer, og dette henger ikke nødvendigvis sammen med produksjonen. Vi illustrerer dette i Figur 7 hvor vi viser både stasjonsgruppens leveranser av tertiærreserver og deres kraftproduksjon. Det første kraftverket på x-aksen har relativt liten produksjon, men leverer likevel det aller største volumet av tertiærreserver. Et av kraftverkene lenger ut på x-aksen har på sin side en energiproduksjon som er omtrent 10 ganger høyere, men leverer kun en tidel av det første kraftverket sitt reservevolum. Endringer i energitap eller energiproduksjon er derfor i seg selv ikke et godt mål på effekten på leveranse av mFRR.

Et annet vesentlig poeng er hvilken type aktivering av tertiærreserver de ulike kraftverkene benyttes til. Dersom det har oppstått en flaskehals, er det et begrenset antall kraftverk som kan bidra til å løse denne situasjonen. I Figur 7 viser den stiplede linjen for hver stasjonsgruppe hvor mye av mFRR-aktiveringen som er spesialreguleringer. Det vil være langt mer kritisk for systemdriften om reguleringsmulighetene forsvinner i et kraftverk som i stor grad benyttes til spesialregulering.

Vi ser av figuren at seks av disse kraftverkene benyttes nesten utelukkende til spesialregulering i reservesammenheng. For alle disse kraftverkene er det vanskelig å finne gode alternativer for å løse overlastene de er med å avhjelpe da problemet er relativt lokalt.



Figur 7: Årlig produksjon (stolper), tertærreserve- og spesialreguleringsvolum (linjer) fra kraftverk i kategori 1.1. Figuren viser de enkelte stasjonsgruppene på x-aksen sortert etter størrelse på reserveleveranse (anonymisert)

5 Behovet for og verdien av fleksibilitet øker fremover

Det nordiske kraftsystemet gjennomgår omfattende endringer. I dette kapittelet ser vi på utviklingen i kraftsystemet og forklarer hvordan vi mener behovet for og verdien av fleksibilitet vil øke fremover i tid.

En ambisiøs klimapolitikk fører til store omstillinger av kraftsystemet. Endret produksjonsmiks, flere mellomlandsforbindelser og integrering av europeiske kraftmarkeder vil medføre en mer kompleks systemdrift i Norden. Statnett skal opprettholde god forsyningssikkerhet i et endret kraftsystem som blir mer komplekst å drifte. Sikker og effektiv drift av kraftsystemet krever videreutvikling av systemdrifts- og markedsløsninger.

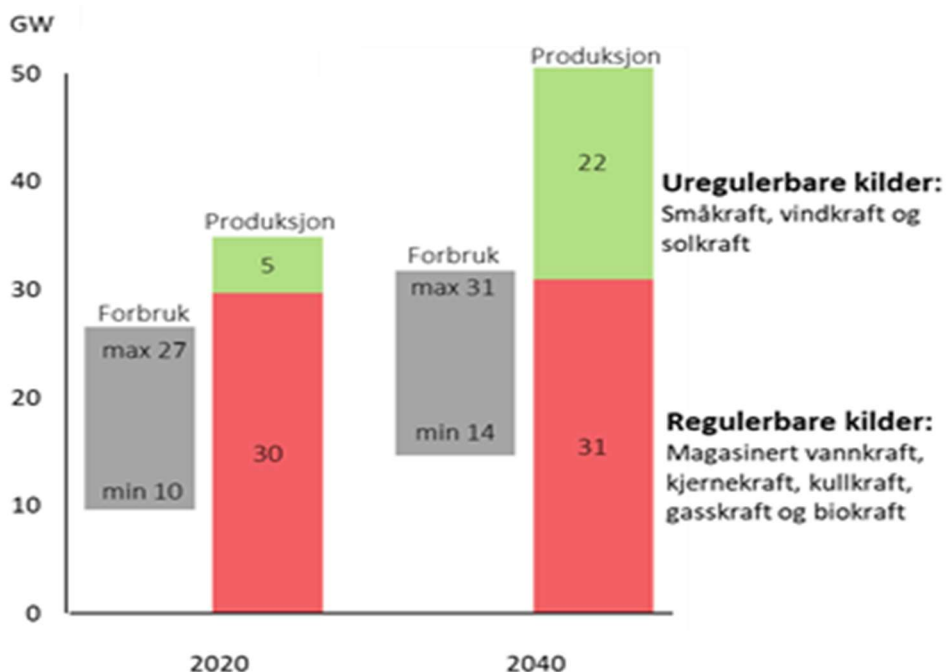
5.1 Endret produksjonsmiks utfordrer systemdriften og øker verdien av fleksibilitet

Produksjonsmiksen i Norden blir endret da det bygges mer vind- og solkraft, samtidig som antall kjernekraftverk minker. De ulike kraftverkene har ulike egenskaper som påvirker driften av kraftsystemet. For eksempel har kraftsystemet behov for en viss mengde rotasjonsenergi i systemet for å hindre hurtige endringer i frekvensen og sørge for at systemet er stabilt. Svensk kjernekraft bidrar med betydelig mengde rotasjonsenergi i det nordiske kraftsystemet, hvilket bidrar positivt for stabiliteten. Når svensk kjernekraft fases ut, må dette bidraget må dekkes fra andre produksjonskilder eller håndteres ved bruk av andre virkemidler. Videre vil økningen i uregulerbar produksjon og endret prisbilde påvirke produksjonsmønsteret hos regulerbare vannkraftverk.

Med en stor andel kraftverk uten de samme systembærende egenskapene som tradisjonelle kraftverk kan vi få utfordringer med spennings- og frekvensreguleringen i perioder med lavt forbruk og høy import. Videre vil den økte andelen uregulerbar produksjon også øke de stokastiske ubalansene i systemet, som øker behovet for reserver. Figur 8 nedenfor viser det overordnede bildet av regulerbare versus uregulerbare kilder i Norden i dag og i 2040.

Kraftproduksjon fra energikilder som sol og vind erstatter termiske kraftverk (kull, kjernekraft og gass) i Europa, og denne utviklingen forventer vi vil fortsette. Med økende andel varierende og uregulerbar produksjon får vi større svingninger i kraftprisene, med flere timer med priser ned mot null, men også flere og høyere pristopper. Vi vil se lave og til og med negative priser når vi har lavt forbruk og et overskudd av kraft fra den uregulerbare delen av produksjonsapparatet. Høye priser oppstår ved høyt forbruk og lite tilgjengelig produksjon, spesielt i perioder der det er knapphet på regulerbar produksjon. Denne utviklingen vil slå ut i andre priser og norsk vannkraftsfleksibilitet blir mer verdt.

En tettere tilknytning til det europeiske kraftsystemet og utbygging av stadig mer uregulerbar sol- og vindkraft både på kontinentet og i Norden bidrar til at vi også i Norden får økt prisvolatilitet i fremtiden, noe som vil øke verdien av effekt og fleksibilitet.



Figur 8: Maksimal effekt fra regulerbare og uregulerbare kraftverk i Norden i 2020 og 2040, samt minimum og maksimum forbruk. Tallene er hentet fra Statnetts langsiktige markedsanalyse, Norden og Europa 2020-2050.

5.2 Økt overføringskapasitet mot utlandet øker behovet for reserver

Tettere fysisk kopling mellom Norden og resten av Europa er et viktig bidrag for å balansere kraftproduksjon og forbruk, og øke verdiskapingen. Nye mellomlandsforbindelser gir en dobling av overføringskapasiteten ut av Norden mellom 2013 og utgangen av 2021. Denne økningen i overføringskapasitet kan gi økt behov for reserver gjennom:

- Mer strukturelle ubalanser som gir større behov for automatiske reserver (FFR, FCR og aFRR). Disse såkalte strukturelle ubalansene oppstår siden både produksjon og flyt på kabler i stor grad endres rundt timeskift, mens forbruk i all hovedsak endres kontinuerlig uavhengig av tidsoppløsningen i markedene. Statnett jevner ut denne ubalansen, blant annet ved å aktivere balanseenergi.
- Større og hurtigere endringer i produksjonen, som vil bidra til større flytendringer i kraftsystemet. Dette vil kunne føre til økt bruk av spesialreguleringer for å håndtere interne flaskehalser. Store flytendringer vil øke kravene til spenningsreguleringen.
- Økning i dimensjonerende feil i Norge, noe som øker kravet til reserver.
- Økt sannsynlighet for perioder (typisk sommer) når forbruket i stor grad dekkes av import og uregulerbar kraftproduksjon, noe som gir redusert tilgang på balansetjenester og systembærende egenskaper fra tradisjonelle kraftverk.

Med de nye kablene til Tyskland og England har vi en overføringskapasitet mot utlandet i størrelsesorden 9000 MW. Norge har med sin fleksible vannkraft evne til å hurtig og kostnadseffektivt kunne balansere systemet, både under flytendringer på kablene og ved uforutsette feilhendelser.

5.3 Utvikling av nye markedsløsninger gir nye handelsmuligheter for fleksibilitet

Endringene i det europeiske kraftsystemet gir muligheter for økt verdiskaping for Norge ved økt handel. Samtidig skal vi opprettholde god forsyningssikkerhet i et kraftsystem med mer dynamikk, større og raskere variasjoner og mindre marginer, samt endringer på lavere nettnivå som følge av mye ny kraftproduksjon og en forventning om mer aktive forbrukere. Utviklingen har stor betydning for driften av kraftsystemet, og det er nødvendig å tilpasse markeds- og systemdriftsløsninger for å utnytte nye muligheter og ivareta sikker drift fremover.

Tiltakene vi jobber med innen systemdrifts- og markedsutvikling dreier seg i stor grad om å sørge for at vi klarer å opprettholde en stabil og sikker forsyning også i fremtidens kraftsystem, og at vi gjør dette på mest mulig effektiv måte. Dette sparer samfunnet for kostnader og øker verdien av norsk fleksibilitet.

VIDEREUTVIKLING AV ENERGI- OG HANDELSLØSNINGER

Energimarkedet bør fortsatt være det fremste virkemiddelet for å sikre balanse i kraftsystemet. Vi ønsker et effektivt energimarkedsdesign som i stor grad tar hensyn til fysikken i kraftsystemet. Sammen med de andre nordiske landene jobber vi med en overgang fra 60- til 15-minutters produkter i intradagmarkedet og balansemarkedet. Etter hvert vil også det europeiske spotmarkedet ha en overgang til 15 minutters tidsoppløsning. Finere tidsoppløsning i energimarkedene vil gi insentiver til markedsaktørene om å være i balanse per kvarter istedenfor per time, noe som vil redusere behovet for aktivering av balanseenergi. Med finere tidsoppløsning vil norske aktører få tilgang til flere markeder, blant annet intradagmarkedene i Tyskland og Nederland, som allerede har kvartersoppløsning. Dette fører til at vi øker det nordiske tilbudet av fleksibilitet til det europeiske markedet. Ettersom det allerede er stor etterspørsel etter dette, får vi økt verdi av fleksibiliteten til den norske vannkraften.

Et felles intradagmarked i Europa, som ble satt i drift i 2018, gjør det mulig for markedsaktørene å handle seg i balanse etter spothandelen og tett inn mot driftstimen. Det er spesielt nyttig når andelen uregulerbar og varierende produksjon i kraftsystemet øker. Det europeiske intradagmarkedet åpner opp for at norske aktører kan kjøpe og handle kraft med andre aktører i mer enn 36 budområder, forutsatt at det er ledig overføringskapasitet.

FELLES MARKEDER FOR BALANSERING OG ØKT AUTOMATISERING

For å kunne håndtere hyppigere og større ubalanser som følge av økt uregulerbar produksjon og økt overføringskapasitet, må vi være i stand til å aktivere større mengder reserver hyppigere. Dette fordrer både økt tilgang på reserver og økt bruk av automatiske løsninger.

Et felles europeisk regelverk legger til rette for felles markeder for reserver i Europa. Integrering av nordiske og europeiske reservemarkeder vil øke etterspørselen etter Norges fleksible energiresurser og skaper nye muligheter for norske tilbydere av fleksibilitet. Vi får også tilgang til et større marked, sammenliknet med bilaterale løsninger.

Videre forventer vi at flere typer leverandører kan tilby fleksibilitet i balansemarkedene. Dette drives frem av både nye regulatoriske rammebetingelser, teknologiutvikling, økt standardisering av tekniske krav i Europa og utvikling av markedsdesign.

6 Oppsummering

Vannkraften utgjør i dag vårt fremste virkemiddel for å sikre stabilitet i kraftforsyningen, og det er nesten utelukkende den regulerbare vannkraften som sørger for balanseringen av det norske kraftsystemet.

Med de omfattende endringene som kommer, forventer vi at fleksibiliteten blir enda viktigere og mer verdifull i fremtiden. Økt elektrifisering, mer variabel fornybar produksjon og flere mellomlandsforbindelser medfører at vi vil få større og hyppigere ubalanser mellom produksjon og forbruk i kraftsystemet. Vi får et mer komplekst og integrert kraftsystem, med resulterende større konsekvenser når ting feiler. Tilgjengelig fleksibilitet er en forutsetning for å kunne drifte kraftsystemet på en sikker og effektiv måte også i fremtiden.

Usikkerheten er stor når det gjelder totalvirkningen av de pågående vilkårsrevisjonene. Vi kan ikke forutsi konsekvensene for vannkraftens tilgjengelighet og fleksibilitet før vi vet konkret hvordan revisjonene blir utformet for det enkelte vassdrag og kraftverk. Lokasjonen av kraftverket kan spille en avgjørende rolle for å håndtere spesifikke nettutfordringer, og restriksjoner i fleksibilitet kan bli kritiske for systemdriften i områder hvor det er lokale nettutfordringer. Tilgang på reserver er avgjørende for å kunne håndtere vanskelige driftssituasjoner, flaskehalser og feilhendelser i kraftsystemet.

Beregnet krafttap gir ikke et godt bilde av endringer i fleksibilitet da det ikke er samsvar mellom produksjonen og bidrag til reservemarkedene. Kraftverkene som tilhører kategori 1.1 leverer en stor andel av de norske reservene, og endringer i vilkår for disse vil kunne gi en vesentlig reduksjon i fleksibilitet selv om beregnet krafttap vil bli lavt.

Tilgang på tilstrekkelig fleksibilitet i kraftsystemet i alle årets timer er kritisk, og vil fortsatt også være det i fremtiden. Vi står overfor store endringer, og det er usikkert hvor vanskelige de mest utfordrende timene kommer til å bli. Regulerbar vannkraft utgjør i dag det fremste virkemiddelet for en effektiv balansering av kraftsystemet, og muliggjør en høy utnyttelse av eksisterende nett. Konsekvenser som svekket beredskapsevne og forsyningssikkerhet må derfor vurderes nøye når vilkår for regulerbar vannkraft skal endres.

